

рис.3. Потери подвижных запасов нефти по мере выработки запасов газовой шапки

Список публикаций:

- [1] Буракова С. В. // Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири // Вести газовой науки: научно-технический сборник. 2013. №5(16). С. 248-251.
 [2] Jia L // Experimental investigation of nature gas production rate's effect on the reservoirs with gas cap // Journal of clean Energy Technologies. 2014. №3(2). С. 248–251.

Алгоритм гидравлического расчета неизотермических нефтепроводов

Латыпов Руслан Илгизарович

Бакирский государственный университет

Киреев Виктор Николаевич, к.ф.-м.н.

latypovruslan1@gmail.com

Вязкость нефти зависит от содержания высокомолекулярных соединений: чем больше этих соединений, тем выше вязкость нефти. К настоящему времени сложилась ситуация, когда в структуре запасов углеводородов резко возросла доля вязких сортов. Их запасы более чем в два раза превышают объемы мировых запасов легкой маловязкой нефти.

Вязкая нефть создаёт целый ряд проблем как на стадии её добычи, подготовки к транспортировке, так и при перекачке по трубопроводам. Самая главная — это рост её вязкости при снижении температуры. Она загустевает и процесс её продвижения по трубам становится крайне сложным, энергозатратным, а иногда и вообще невозможным.

Для увеличения эффективности процесса транспортировки вязкой и высоковязкой нефти используют методы их предварительного нагрева наряду с нагревом трубопровода, смешения или разбавления легкими углеводородными разбавителями, применяют различные присадки. Каждый из этих методов направлен на снижение вязкости, а также энергии, необходимой для повышения текучести нефти по трубопроводам [1].

Основной способ снижения вязкости нефти — это её термический нагрев. Он осуществляется при помощи:

- котлов, выделяющих тепло при сжигании угля, природного газа или нефти, отбираемой из этого же нефтепровода;
- отвод тепла, выделяемого при работе насосов при перекачке нефти на нефтеперекачивающих станциях;
- электрический обогрев нефтепровода.

Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой растворяются содержащиеся в ней твердые парафиновые углеводороды.

Для оптимизации процесса перекачки, а именно недопущения застывания нефти и уменьшение энергозатрат на ее перекачку, необходимо построить модель для расчета напорных характеристик в неизотермических нефтепроводах.

Для построения напорной характеристики используется формула Черникина В.И. [2],

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} v_n^m}{D^{5m}} L \frac{e^{mu(t_n - t_0)}}{aL} \{ Ei[-mu(t_n - t_0)] - Ei[-mu(t_k - t_0)] \}, \quad (1)$$

где β , m – коэффициенты Лейбензона; Q – объемный расход; D – внутренний диаметр нефтепровода; v_n – кинематическая вязкость; L – длина нефтепровода; u – коэффициент крутизны вискограммы; t_n – температура подогрева нефти; t_0 – температура окружающей среды; t_k – температура нефти в конце нефтепровода.

В эту формулу входит t_k , которая определяется по формуле Шухова [3]

$$t_k = t_0 + (t_n - t_0) e^{-aL}, \quad (2)$$

где a – коэффициент в формуле Шухова, который вычисляется по формуле

$$a = \frac{K\pi D}{\rho Q c}, \quad (3)$$

где K – полный коэффициент теплопередачи; ρ – плотность нефти; c – удельная теплоемкость нефти.

В практических расчетах полный коэффициент теплопередачи подбирается вручную, что является процессом трудоемким и не очень эффективным.

В настоящей работе предложен алгоритм расчета для неизомермических нефтепроводов и написана программа, интерфейс которой показан на *рис.1*, позволяющая строить напорную характеристику неизомермического трубопровода, в которой полный коэффициент теплопередачи вычисляется автоматически методом последовательных приближений с заданной точностью.

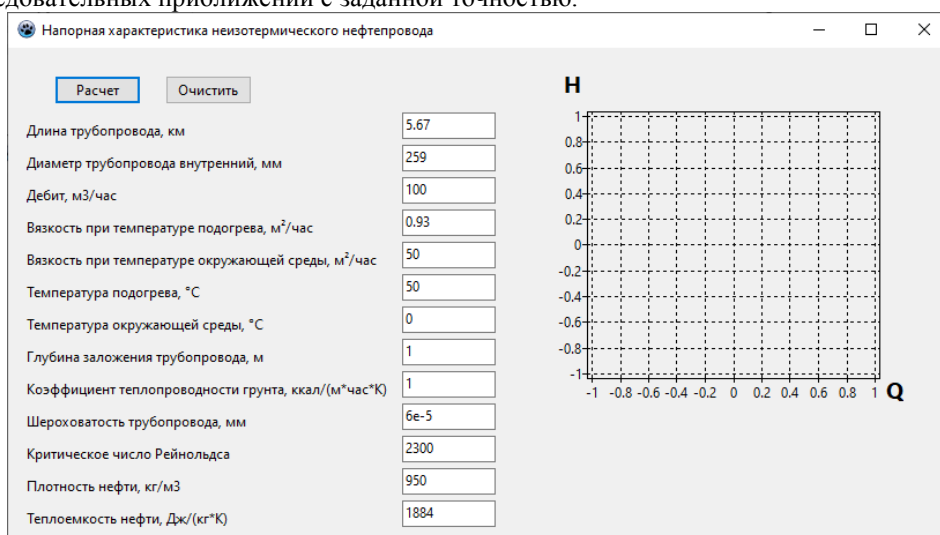


рис.1. Интерфейс программы

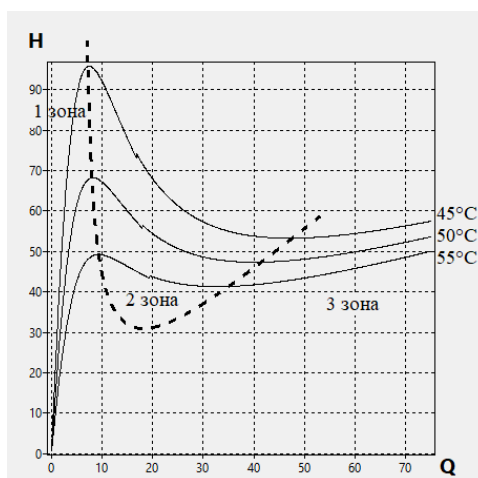


рис.2. Напорные характеристики неизомермических нефтепроводов при различной температуре подогрева

На рис.2. можно заметить три зоны. 1 – зона низкого расхода, 2 – неустойчивая зона, 3 – рабочая зона магистрального нефтепровода. Главная задача обслуживающего нефтепровод персонала не допустить перехода работы нефтепровода из зоны 3 в зоны 2 и 1, т.к. это может повлечь за собой снижение расхода вплоть до полной остановки нефтепровода. Таким образом, разработана программа, очень важная для практического применения, которая может быть использована для перекачки вязкой и высоковязкой нефти по неизотермическим нефтепроводам.

Список публикаций:

- [1] Газизов Р.Э., Солодова Н.Л., Вагапов Б.Р. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов // Вестник Казанского технологического университета. 2017. №10.
[2] Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей //М.: Гостоптехиздат. – 1958.
[3] Шухов В. Г. Трубопроводы и их применение к нефтяной промышленности //ВГ Шухов–Москва. – 1895.

Влияние негерметичности устьевого оборудования на результаты интерпретации кривой падения давления

Латыпова Резеда Рамилевна

Башкирский государственный университет

Сарапулова Вероника Владимировна, к.ф. -м.н.

Latypova.rezeda98@mail.ru

Для построения карты изобар месторождения с водонапорным методом разработки необходимо иметь достоверную информацию о пластовом давлении не только в зоне отбора, но и в зоне нагнетания, которая определяется по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). К методам ГДИС на неустановившихся режимах течения относятся исследования методом кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД) как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах.

Метод КПД в нагнетательной скважине предполагает прекращение подачи жидкости в пласт и герметичное закрытие на её устье, после которого начинается регистрация падения давления. Но в реальных условиях не всегда выполняется условие герметичности, то есть скважина на устье пропускает жидкость, что является одной из причин снижения достоверности исследования методом КПД. И с каждым годом процент неуспешных или низких оценок интерпретации КПД увеличивается из-за негерметичности устьевого оборудования.

Например, на нефтяных месторождениях Западной Сибири за 2019 год было проведено 31% исследований методом КПД на нагнетательных скважинах от всех ГДИС, из которых неуспешными и с низкой достоверностью являются 36%. В свою очередь, снижение достоверности исследования по причине негерметичности устьевого оборудования скважины составляет 38% от всех неуспешных исследований методом КПД.

В связи с этим, задача о влиянии пропусков нагнетательной скважины на определяемые параметры пласта методом КПД является актуальной.

В работе было проведено численное моделирование с различными значениями (5%, 10%, 25% и 50% от дебита нагнетающей скважины) и длительностью пропусков, а также различной проницаемостью (0,1мД, 1мД, 10мД, 100мД) и приемистостью для вертикальной скважины и скважины с ГРП в программном модуле «Saphir». Для этого были рассмотрены реальные примеры различных типов пропусков. На основе разделения пропусков на явные и неявные типы проводилась интерпретация данных двумя способами. В первом предполагалось, что интерпретация начинается с момента фактического начала КПД, а во втором, что интерпретация начинается с момента устранения пропуска. Было получено, что в случае явных пропусков для вертикальной скважины небольшие объемы (5%, 10% от приемистости) и длительность пропусков практически не влияют на получаемые параметры пласта (пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, коэффициент влияния ствола скважины), то есть определяются корректно с допустимой для практики погрешностью. А при проведении интерпретации вторым способом было получено, что проницаемость и скин-фактор значительно отличаются от достоверных значений.